

引用格式:齐怀彦,杨国斌,朱亚娣,等.基于核磁共振与孔隙尺度模拟的致密油藏渗吸机理研究[J].油气藏评价与开发,2025,15(5):824-833.

QI Huaiyan, YANG Guobin, ZHU Yadi, et al. Study on imbibition mechanisms in tight oil reservoirs based on nuclear magnetic resonance and pore-scale simulation[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(5): 824-833.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.05.012

基于核磁共振与孔隙尺度模拟的致密油藏渗吸机理研究

齐怀彦¹, 杨国斌¹, 朱亚娣¹, 邓茗心¹, 耿少阳², 田伟超³

(1. 中国石油长庆油田分公司第三采油厂, 宁夏 银川 750006; 2. 长江大学石油工程学院, 湖北 武汉 430100;
3. 长江大学资源与环境学院, 湖北 武汉 430100)

摘要: 渗吸作用在致密油藏的注水开发和压裂后焖井阶段具有关键作用,是提高致密油藏采收率的有效手段。为深入探究致密储层复杂孔隙结构及岩石-流体相互作用对渗吸机理的影响,研究结合核磁共振技术与孔隙尺度渗吸数值模拟技术,针对不同孔喉特征的致密岩心开展了渗吸实验与孔隙尺度渗吸数值模拟研究。渗吸实验通过实时监测不同时间点的核磁共振 T_2 (横向弛豫时间) 谱,揭示了孔隙结构对渗吸效率的动态影响规律。孔隙尺度渗吸数值模拟研究则基于岩石薄片构建了真实致密砂岩孔隙尺度物理模型,通过求解纳维-斯托克斯方程并结合相场法,实现了致密砂岩孔隙尺度渗吸过程的模拟。在实验与模拟结果相互验证的基础上,详细分析了润湿角、原油黏度和储层物性对渗吸效率的影响。研究结果表明:孔隙尺度渗吸数值模拟结果与实验结果吻合良好。孔隙结构的复杂性显著影响渗吸的驱油特性,具体表现为渗吸初期速率较快,随后随渗吸时间延长而逐渐减缓。水相优先进入小孔隙,进而置换大孔隙中的油相。岩石-流体相互作用所产生的接触角越小(即岩石亲水性越强),渗吸过程中的油水驱替动力越大,渗吸效率越高。此外,油水黏度比越低、岩心渗透率越低,均会产生更强的自吸驱动力。研究成果从微观层面深化了对致密油藏渗吸机理的理解,为提高致密油藏开发效率提供了理论依据与实验支撑。

关键词: 致密油藏;相场法;渗吸;孔隙尺度渗吸数值模拟;核磁共振

中图分类号:TE312

文献标识码:A

Study on imbibition mechanisms in tight oil reservoirs based on nuclear magnetic resonance and pore-scale simulation

QI Huaiyan¹, YANG Guobin¹, ZHU Yadi¹, DENG Mingxin¹, GENG Shaoyang², TIAN Weichao³

(1. No. 3 Oil Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Yinchuan, Ningxia 750006, China; 2. School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China; 3. College of Resources and Environment, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China)

Abstract: Imbibition plays a crucial role in waterflood development and the soaking stage after fracturing in tight oil reservoirs, serving as an effective method to enhance oil recovery. To investigate the effects of complex pore structures and rock-fluid interactions on imbibition mechanisms in tight reservoirs, this study combined nuclear magnetic resonance (NMR) technology with pore-scale imbibition numerical simulation techniques, conducting imbibition experiments and pore-scale imbibition numerical simulations on tight cores with different pore-throat characteristics. In the imbibition experiments, NMR T_2 spectra (transverse relaxation time) at different times were monitored in real time, which revealed the dynamic influencing patterns of pore structure on imbibition efficiency. In the pore-scale imbibition numerical simulations, realistic pore-scale physical models of tight sandstone were constructed based on thin sections, and the pore-scale imbibition process of tight sandstone was simulated by solving the Navier-Stokes equations combined with the phase field method. Based on the mutual verification of experimental and simulation results, the effects of contact angle, crude oil viscosity, and reservoir physical properties on imbibition efficiency were analyzed in detail. The results showed that the pore-scale imbibition numerical simulation results were in good agreement with the experimental data. The complexity of the pore structures significantly affected the oil displacement characteristics of

收稿日期:2024-11-08。

第一作者简介:齐怀彦(1979—),男,本科,高级工程师,从事致密油藏开发及油田稳产方向研究。地址:宁夏回族自治区银川市东郊石油基地,邮编750006。E-mail:qihuaiyan@petrochina.com.cn

通信作者简介:耿少阳(1996—),男,博士,讲师,从事油气藏渗流机理及数值模拟、计算流体力学以及机器学习在油气藏开发中的应用等方面的研究。地址:湖北省武汉市蔡甸区大学路111号,邮政编码:430100。E-mail:gengshaoyang@yangtzeu.edu.cn

基金项目:国家自然科学基金项目“注水吞吐条件下致密油的微观可动机理研究”(42202187)。

imbibition, showing a relatively fast imbibition rate that gradually decreased with the extension of imbibition time. The aqueous phase preferentially entered smaller pores and then displaced the oil phase in larger pores. The smaller the contact angle resulting from rock–fluid interaction (i.e., the stronger the hydrophilicity of the rock), the greater the oil–water displacement driving force in the imbibition process and the higher the imbibition efficiency. In addition, a lower oil–water viscosity ratio and lower core permeability both generated stronger imbibition driving force. The research findings deepen the understanding of imbibition mechanisms in tight oil reservoirs at the microscopic level and provide theoretical foundation and experimental support for improving the development efficiency of tight oil reservoirs.

Keywords: tight oil reservoirs; phase field method; imbibition; pore–scale imbibition numerical simulation; nuclear magnetic resonance

致密砂岩储层因其低孔隙度、低渗透率而成为难以开发的油气资源。近年来,随着非常规油气资源的开发技术不断进步,渗吸作用在提高采收率方面的重要性逐渐凸显^[1-2]。然而在渗吸机理的理解方面,现有的研究尚显不足,导致开发效率不高^[3-4]。因此,深入探讨致密油藏的渗吸机理,不仅对提高油气资源的有效利用具有重要意义,也为制定更有效的开发策略提供了科学依据^[5]。

致密砂岩油藏由于储层孔喉低于常规砂岩油藏数个量级,使得致密储层在渗吸过程中毛细管力作用极强,因此致密油藏更容易发生渗吸,导致润湿相流体在水驱及压后焖井中能够轻易地置换原油^[6]。国内外学者对致密砂岩储层的渗吸规律进行了大量实验研究。XIA等^[7]利用核磁共振技术明确了致密砂岩渗吸过程中孔隙结构和分形维数对渗吸作用的影响。GAO等^[8]通过核磁共振实验明确了压裂液对致密油藏存在渗吸驱油机理,且压裂液渗吸时间越长,油井产油量越高。唐慧莹等^[9]提出一种新的核磁共振信号标定法开展了致密砂岩岩样的油水渗吸实验,明确了不同孔径的孔隙渗吸换油贡献率。陈辉^[10]采用核磁共振方法研究了渗吸和水驱过程中油水分布演化特征,揭示了渗吸更多动用的是微孔和中孔中的油相。尽管已有的实验研究揭示了致密砂岩部分渗吸规律,但孔隙尺度下的渗吸特征仍未得到充分的理解,油水两相在致密砂岩内部的运移规律仍不清晰^[11]。

传统渗吸实验存在时间过长和实验岩心易被破坏等缺点,且不能准确认识孔隙空间内流体运移置换的根本机理^[12-13]。大量学者采用计算流体力学方法对多孔介质内的渗吸现象进行了孔隙尺度的模拟研究,进而明确孔隙内油水两相传质及渗流规律。韩啸等^[14]通过水平集方法追踪油水界面,明确了页岩孔隙内油水两相流动特征,评价润湿性、油水黏度比和界面张力影响下的渗吸效率。冯其红等^[15]利用相场方法建立两相流体流动数学模型,研究了均质储层中润湿相流体的驱替速度及润湿性对剩余油分布的影响。LIU等^[16]基于改进的格子玻尔兹曼方法研究了不同黏度比和接触角的均质微观模型中的渗吸过程。

研究的目的是通过致密砂岩岩心渗吸实验和孔隙尺度渗吸数值模拟,系统研究致密砂岩储层的渗吸规律,揭示不同影响因素对渗吸行为及渗吸效率的影响,明确渗

吸后致密油藏孔隙内剩余油的分布规律。研究结果将为致密油藏的开发提供新的视角和理论支持,促进对其渗吸机理的深入理解,从而提升开发效果。

1 渗吸实验

1.1 实验原理

核磁共振可以识别岩石中的流体类型并通过信号强度表征孔隙中的流体含量。核磁共振中的 T_2 (横向弛豫时间)可以反映孔隙的大小和形态。较短的弛豫时间通常对应小孔隙或束缚流体,而较长的弛豫时间则对应较大孔隙或可动流体^[17]。在渗吸实验中,通过监测不同时间点的分布,可以观察流体渗吸过程中的孔隙充填和流体运移情况,进而了解岩石的微观孔隙结构对渗吸的影响。 T_2 与孔隙半径的关系可通过式(1)进行描述^[18]:

$$\frac{1}{T_2} = \delta \frac{S_p}{V_p} = \frac{c}{r} \quad (1)$$

式中: T_2 为横向弛豫时间,单位ms; δ 为颗粒松弛率; S_p 为内表面积,单位 μm^2 ; V_p 为孔隙体积,单位 μm^3 ; c 为与孔隙有关的参数; r 为致密砂岩孔隙半径,单位 μm 。

孔隙半径大于 r 的孔隙数量可以通过式(2)统计计算:

$$N_r = \int_r^{r_{\max}} f(r) dr = \alpha r^{-D} \quad (2)$$

式中: N_r 为孔隙半径大于 r 的孔隙数; r_{\max} 为最大孔隙半径,单位 μm ; $f(r)$ 为孔隙半径的密度函数,%; α 为分形因子; D 是分形维数。

孔隙半径小于 r 的孔隙累积体积通过式(3)统计计算:

$$V_r = \int_{r_1}^{r_2} f(r) P r^3 dr = P'(r^{3-D} - r_{\min}^{3-D}) \quad (3)$$

式中: V_r 为孔隙半径小于 r 的孔隙累积体积,单位 μm^3 ; r_1 、 r_2 为孔隙半径阈值,单位 μm ; P 、 P' 为比例常数; r_{\min} 为最小孔隙半径,单位 μm 。

基于式(3),致密砂岩中孔隙半径小于 r 的孔隙累积体积分数可采用式(4)进行表征:

$$S_v = \frac{V_r}{V_t} = \frac{r^{3-D} - r_{\min}^{3-D}}{r_{\max}^{3-D} - r_{\min}^{3-D}} \quad (4)$$

式中: S_v 为孔隙半径小于 r 的孔隙累积体积分数, %; V_l 为总孔隙体积, 单位 μm^3 。

致密砂岩中 r_{\min} 通常远小于 r_{\max} , 忽略 r_{\min} 的影响, 对式(4)进行简化可得:

$$S_v = \left(\frac{r}{r_{\max}} \right)^{3-D} \quad (5)$$

结合式(1), 对式(5)进行求对数得到:

$$\lg S_v = (3-D)\lg T_2 + (D-3)\lg T_{2\max} \quad (6)$$

式中: $T_{2\max}$ 为最大横向弛豫时间, 单位 ms。

1.2 实验流程

研究利用 PQ001 型台式核磁共振分析仪进行岩心渗吸驱油实验。仪器频脉冲频率介于 1~30 MHz, 频率控制精度为 0.1 Hz。渗吸驱油实验流程主要包含以下几个步骤。

1) 岩心预处理: 将致密砂岩岩心置于 $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ 与 CHCl_3 混合溶液中浸泡 72 h 后高温下烘干 24 h, 保证岩心干燥不含水分。

2) 原油配置: 取样原油黏度为 $8.2 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、密度为 0.86 g/cm^3 。

3) 模拟地层水配置: 配置矿化度为 $35\ 000 \text{ mg/L}$ 的 CaCl_2 型模拟地层水, 并添加质量浓度为 0.05 g/mL 的 MnCl_2 溶液, 以屏蔽水中氢原子核磁信号。

4) 岩心饱和实验: 首先, 利用地层水驱替岩心以饱和和地层水; 然后, 用配置的原油驱替岩心内地层水, 以模拟地层中原始油水赋存状态。

5) 原始数据记录: 在样品完全饱和模拟原油时, 测定岩心原始核磁共振 T_2 谱数据。

6) 渗吸数据记录: 将样品置于渗吸仪器中, 每间隔 6 h 记录一次渗吸量, 并测定不同实验阶段样品的核磁共振 T_2 谱, 直至 T_2 谱几乎没有变化时停止实验, 回收样品和仪器。

2 孔隙尺度渗吸数值模拟

2.1 渗吸数学模型

致密油藏基质的流体流动满足质量守恒定律和纳维-斯托克斯方程, 因此油水两相流体流动采用对应的运动方程和连续性方程分别描述^[19]:

$$\begin{cases} \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho u \cdot \nabla(u) = -\nabla p + \nabla \cdot \left\{ \mu \left[\nabla u + (\nabla u)^T \right] \right\} + F_{st} \\ \nabla \cdot u = 0 \end{cases} \quad (7)$$

式中: ρ 为密度, 单位 kg/m^3 ; u 为流速, 单位 m/s ; t 为时间, 单位 s; p 为压力, 单位 Pa; μ 为动态黏度, 单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; F_{st}

为作用在流体界面上的界面张力, 单位 N/m^3 。

油相和水相的密度和黏度采用孔隙体积加权的平均数, 通过式(8)计算:

$$\begin{cases} \rho = (1+\varphi)\rho_w/2 + (1-\varphi)\rho_o/2 \\ u = (1+\varphi)\mu_w/2 + (1-\varphi)\mu_o/2 \end{cases} \quad (8)$$

式中: ρ_w 、 ρ_o 分别为水相和油相的密度, 单位 kg/m^3 ; μ_w 、 μ_o 分别为水相和油相的黏度, 单位 $\text{Pa}\cdot\text{s}$; φ 为孔隙度。

相场法通过界面张力来耦合卡恩-希利亚德方程和纳维-斯托克斯方程, 在保证质量守恒的同时准确描述两相流体的流动过程, 其公式为:

$$\begin{cases} \frac{\partial \chi}{\partial t} + u \cdot \nabla \chi = \nabla \cdot \frac{\xi \lambda}{\varepsilon^2} \nabla \psi \\ \psi = -\nabla \cdot (\varepsilon^2 \nabla \chi) + (\chi^2 - 1)\chi \end{cases} \quad (9)$$

式中: χ 为无因次相场变量, $\chi=1$ 可以表示两相流体中的任一流体, $\chi=-1$ 表示不相混溶的另一流体, 两相界面过度区域定义为 $-1 < \chi < 1$; ξ 为迁移率, 单位 $\text{m}^3 \cdot \text{s/kg}$; λ 为混合能量密度, 单位 N; ε 为界面厚度, 单位 m; ψ 为相场助变量。

在相场法中, 借助扩散界面表示法计算表面张力式(7)中 F_{st} 可以表示为:

$$F_{st} = G \nabla \chi \quad (10)$$

式中: G 为化学能, 单位 $\text{J}\cdot\text{m}^3$, 通过式(11)计算:

$$G = \lambda \left[-\nabla^2 \chi + \frac{\chi(\chi^2 - 1)}{\varepsilon^2} \right] \quad (11)$$

在相场法中, 界面张力和混合能量密度以及界面厚度之间的关系为:

$$\lambda = \frac{3\sqrt{2}\sigma\varepsilon}{4} \quad (12)$$

式中: σ 为表面张力, 单位 N/m 。

模型中油水两相的体积分数通过式(13)计算:

$$\begin{cases} V_w = \frac{1+\chi}{2} \\ V_o = \frac{1-\chi}{2} \end{cases} \quad (13)$$

式中: V_w 、 V_o 分别为水相、油相的体积分数。

考虑壁面润湿性的方程为:

$$\begin{cases} \mathbf{n} \cdot \gamma \nabla G = 0 \\ \mathbf{n} \cdot \varepsilon^2 \nabla \chi = \varepsilon^2 \cos(\theta_w) |\nabla \chi| \end{cases} \quad (14)$$

式中: γ 为界面松弛时间因子, 单位 $\text{m}^3 \cdot \text{s/kg}$; \mathbf{n} 为壁面的标准法向量; θ_w 为润湿角, 单位 ($^\circ$)。

2.2 模型构建

致密油藏孔隙尺度渗吸数值模拟模型建立流程如

图1a所示。致密砂岩孔隙物理模型根据铸体薄片图像在AutoCAD中得到表征孔喉特征的矢量图文件。为了保持实验结果和模拟结果的一致性,孔隙尺度渗吸数值模拟的铸体薄片图像来自样品1。将矢量图文件导入COMSOL Multiphysics软件后,根据模拟要求设定模型的边界条件和初始条件。选择合适的网格剖分方法后对模型进行求解。

图1b为孔隙尺度渗吸数值模拟模型边界条件及初始条件设置。为了研究水相渗吸进入基质的动态变化过

程,在基质底端设置了一个与孔隙模型等长的矩形,作为水相原始区域。孔隙模型底部初始状态设置为水相饱和,基质孔隙初始状态为油相饱和,假设油水两相均为不可压缩流体,模拟过程中流动规律符合二维层流,忽略重力的影响。模型底部入口流体速度设置为0 m/s,出口压力设置为0 MPa。水相密度为1 000 kg/m³,黏度为1 mPa·s,油相密度为860 kg/m³,黏度为8.2 mPa·s。渗吸过程是油水两相之间的受毛细管力影响的动态运动过程,因此模型模拟0.5 s内相态的瞬态变化。

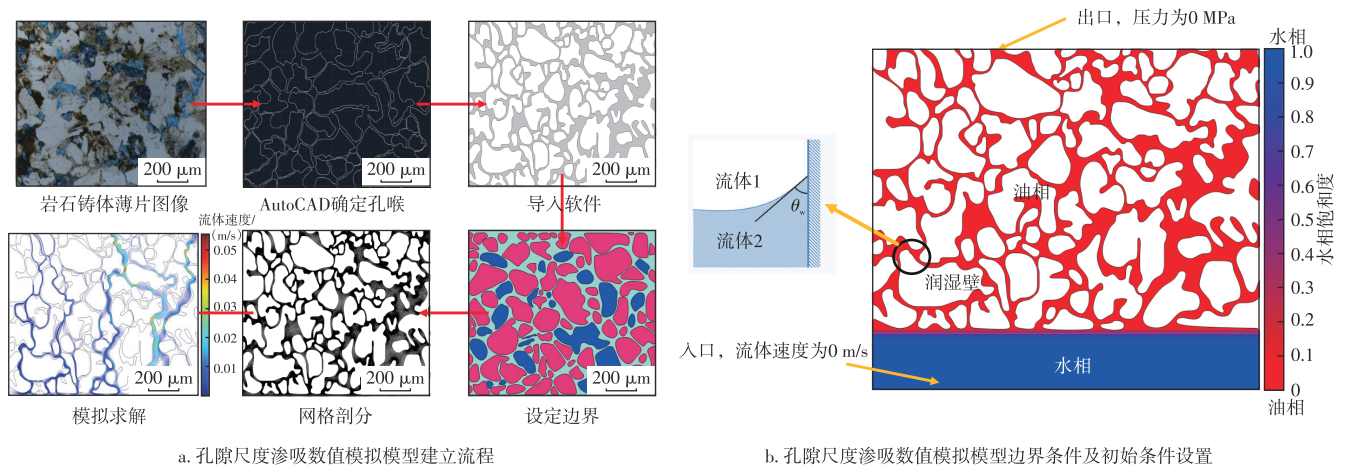


图1 孔隙尺度渗吸数值模拟模型建立流程与边界条件及初始条件设置

Fig. 1 Establishment process of pore-scale imbibition numerical simulation model and settings of boundary and initial conditions

2.3 模型验证

利用相场法模拟单个毛细管中的渗吸过程,并与理论模型及水平集法计算结果进行比较,从而验证研究模型在模拟致密砂岩孔隙尺度渗吸过程的准确性。忽略重力情况下,毛细管中两相界面位置随渗吸时间的变化可用式(15)表示^[15]:

$$\frac{\mu_w - \mu_o}{2}(x^2 - x_0^2) + \mu_o L(x - x_0) = \frac{r\sigma \cos \theta_w}{6} t \quad (15)$$

式中: x 为当前位置,单位m; x_0 为初始位置,单位m; L 为毛细管的长度,单位m。

图2a给出了不同模型在润湿角为67.5°,毛细管半径为1.5 mm,毛细管长为5 mm,非润湿相黏度为2×10⁻³ mPa·s,润湿相为水时,水相的渗吸长度。结果表明:3种方法计算结果误差小于2%,研究相场法、理论模型、水平集法计算结果对比较为一致,验证了研究建立的模型的准确性^[20]。

图2b展示了样品2的孔隙尺度渗吸数值模拟模型获得的渗吸效率曲线与实验获得的渗吸效率曲线。实验样品和模拟样品来自同一个岩样,尽管实验的初始条件与模拟的初始条件存在一定差别,但由于两者孔喉结构一致,实验获得的渗吸效率曲线和模拟获得的曲线经过归

一化处理较为吻合,最终误差仅为7.31%。进一步验证了孔隙尺度渗吸数值模拟模型的准确性和可靠性。

3 结果与讨论

3.1 渗吸实验结果

为了使实验结果具有可对比性,挑选了2块物性相近但孔喉特征不同的致密砂岩岩样。样品1孔隙度为9.84%,渗透率为0.109×10⁻³ μm²;样品2孔隙度为9.76%,渗透率为0.104×10⁻³ μm²。2个样品石英含量高(平均质量分数为57.1%),长石含量低(平均质量分数为21.3%),岩屑含量低(平均质量分数为19.6%)。图3展示了致密砂岩样品在不同时间点渗吸后的T₂谱特征。饱和油相的典型岩心核磁共振T₂谱有单峰和双峰2种形式(图3a、图3c),这反映了岩心内复杂的孔隙结构差异,不同的孔隙结构特征在一定程度上影响渗吸的驱油过程^[21]。具有双峰特征的样品随着渗吸时间的增加,逐渐转变为单峰特征,说明润湿相的侵入对岩心中的流体饱和状态和孔隙空间利用产生了影响,表明随着渗吸的进行,水逐渐渗入并替代油,填充了原本被油占据的孔隙。此外,随着渗吸时间的增加,T₂谱整体表现出下降的趋势,表

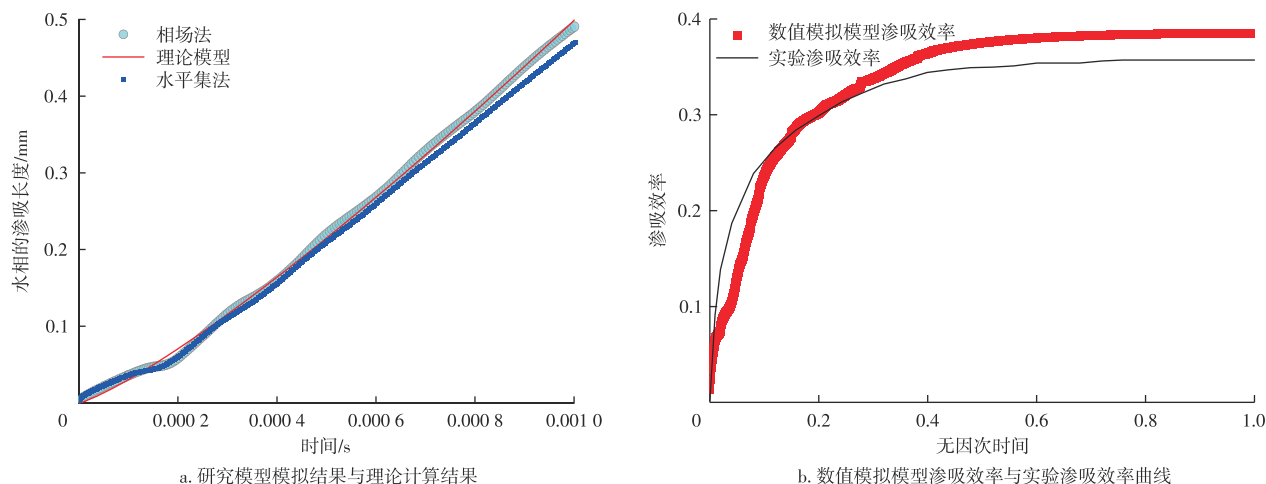


图2 孔隙尺度渗吸数值模拟结果验证

Fig. 2 Verification of pore-scale imbibition numerical simulation results

明各种孔径的孔隙均被动用。

图3b和图3d为不同样品渗吸前后累积频率曲线,结果表明:实验初期,渗吸效率较高, T_2 谱形态变化明显。这是由于小孔隙中毛细管力更大,渗吸现象更明显,因此

小孔隙区间的 T_2 累积频率上升较快。随着实验的进行,小孔隙渗吸结果,只剩下大孔隙中进行渗吸,渗吸效率逐渐减缓并趋于平稳, T_2 谱的变化也逐步稳定,累积频率曲线上速度减慢。

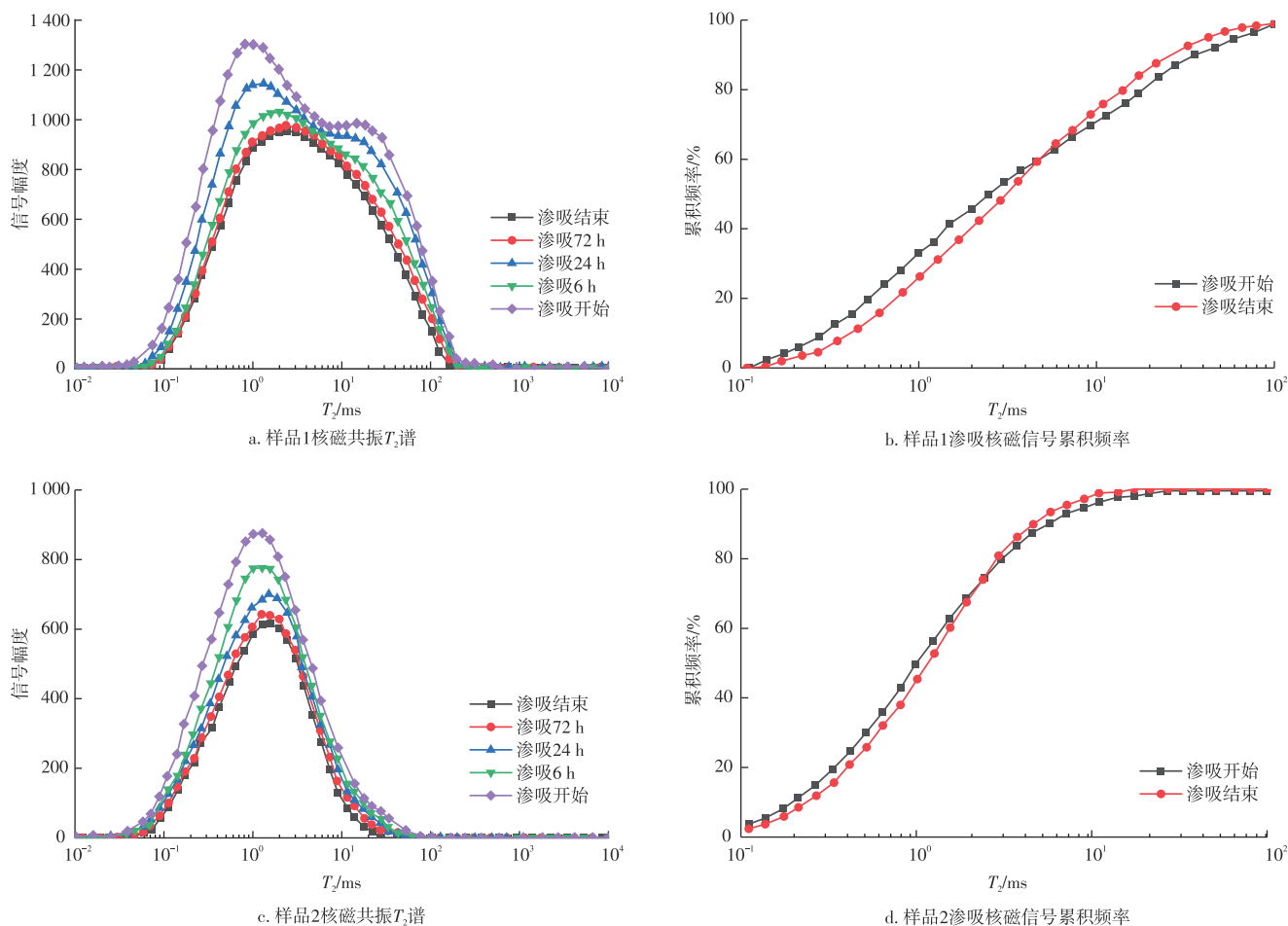


图3 不同样品渗吸过程核磁共振

Fig. 3 Nuclear magnetic resonance of imbibition processes in different samples

在渗吸过程中,对岩心进行实时称重可以有效反映各阶段原油动用的情况,但在实际过程中称重法误差较大^[22]。研究通过核磁共振 T_2 谱峰面积差异变化的方法,定量表征渗吸过程油相的动用情况。实验过程中油相的置换效率通过式(16)进行定量计算:

$$\eta = (A_0 - A_i) / A_0 \times 100\% \quad (16)$$

式中: η 为油相置换效率; A_0 为原始条件下 T_2 谱峰的面积; A_i 为 i 渗吸时刻的 T_2 谱峰面积。

图4为根据式(16)计算所得不同致密砂岩样品的原油置换效率曲线。根据曲线变化规律,明显可以将渗吸过程划分为4个阶段。第一阶段为快速置换阶段,小孔

隙渗吸主要发生在该阶段,渗吸变化率介于0.86~0.92;第二阶段为过渡阶段,该阶段渗吸逐渐由小孔隙过渡到大孔隙,渗吸变化率介于0.034~0.230;第三阶段为小幅置换阶段,该阶段主要由大孔隙渗吸,渗吸变化率介于0.012~0.140。第四阶段为稳定阶段,渗吸达到稳定,系统处于平衡状态。

3.2 孔隙尺度渗吸数值模拟结果

数值模型在不同时刻的油水相分布见图5。结果表明:随着渗吸过程的进行,模型底部水相持续置换基质中的油相,基质孔隙中原始的油相逐渐被水相渗入驱替并

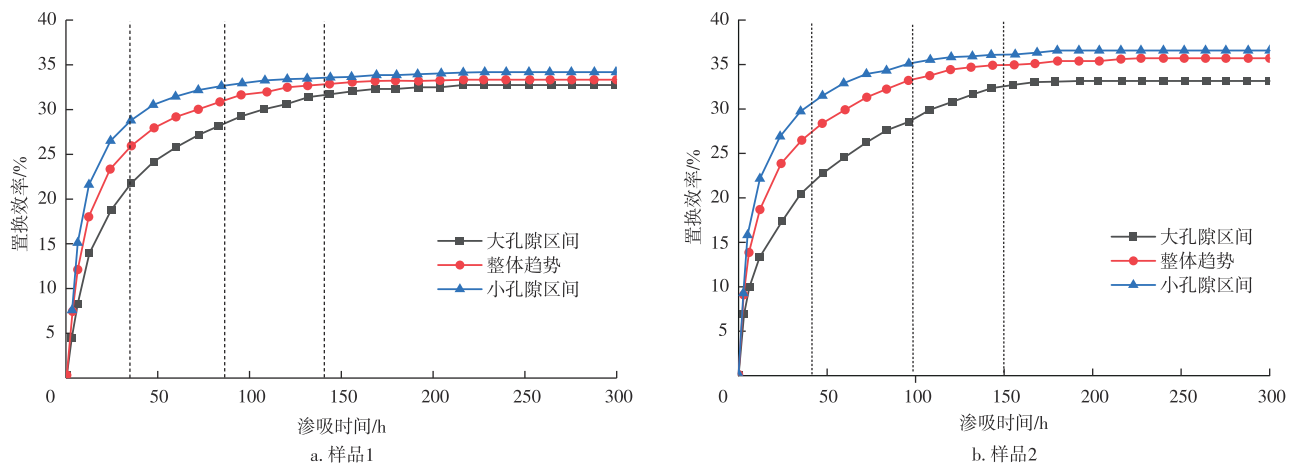


图4 不同致密砂岩样品的原油置换效率曲线

Fig. 4 Crude oil displacement efficiency curves of different tight sandstone samples

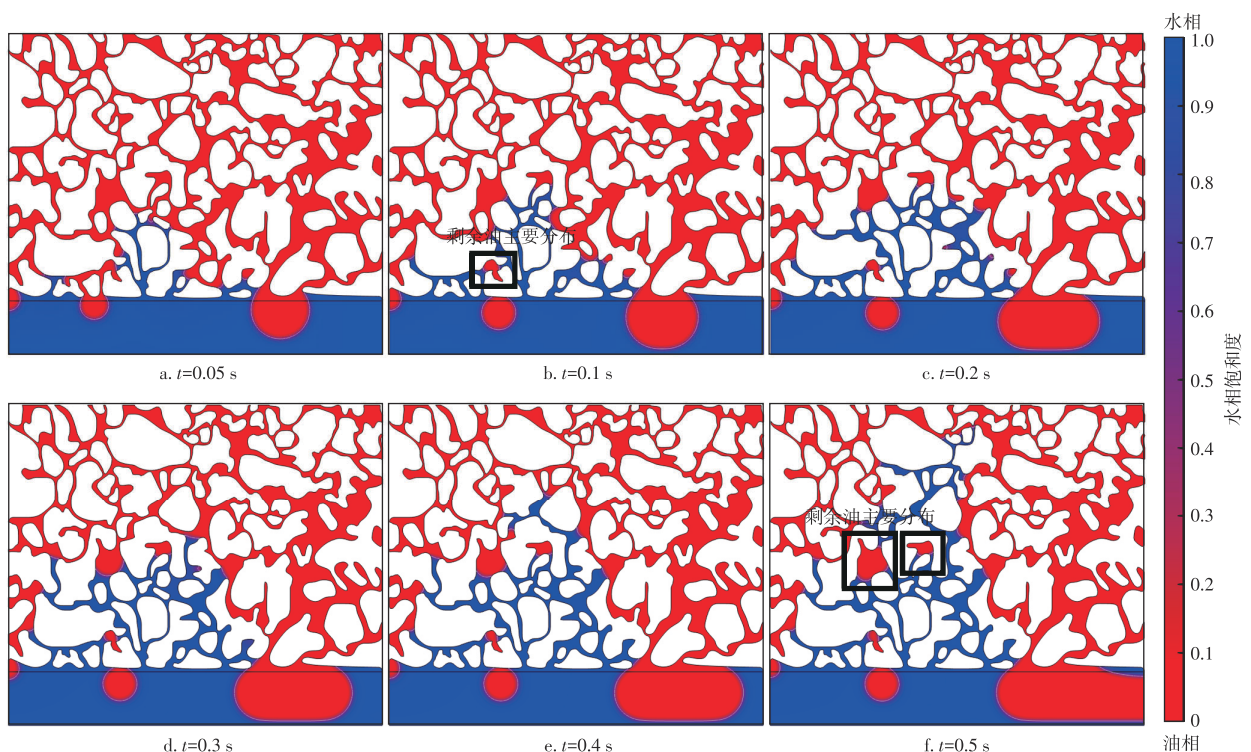


图5 不同时刻油水相分布

Fig. 5 Oil-water phase distribution at different times

排除。总体而言,随着油水两相间压力差逐步达到平衡,渗吸速率逐渐减缓。由于小孔隙的毛细管力显著大于大孔隙,作为润湿相的水相优先进入小孔隙,进而驱替大孔隙中的油相。在由相互连通孔隙构成的致密砂岩复杂孔隙网络中,这种由孔隙尺寸差异引起的毛细管力差导致水相优先通过小孔隙渗入,而油相则主要从大孔隙中被排出,形成独特的油水运移模式^[23-24]。具体表现为:在模型底部,油相最初以油滴形式从较大孔隙中排出并逐渐聚并;在模型内部,水相通过细小孔隙渗吸进入,依次填充小孔隙后逐步填充大孔隙。赋存于孤立孔隙(死孔隙)中的油相因缺乏有效流动通道而难以被置换,成为剩余油;而在连通的大孔隙中,油相的黏滞阻力与水相借助毛细管力的驱替动力达到动态平衡,同样阻碍了油相的进一步驱替。

3.3 渗吸影响因素分析

3.3.1 润湿角的影响

保持模型其他参数不变,分别模拟润湿角为 80° 、 90° 、 100° 、 110° 、 120° 时的渗吸过程,从而研究不同润湿角对渗吸效率的影响规律。图6a—图6d为不同润湿角下渗吸稳定后的油水相分布。一般来说,更小的润湿角代表更强的亲水性,对应的毛细管力也越大。当岩石为亲水润湿时,水相更容易渗入小孔隙,而油相则倾向于从大孔隙排出。润湿性降低时,渗吸的驱动力减弱,导致孔隙中油相的置换变得困难,从而降低渗吸效率。随着岩石逐渐从亲水转

向亲油,毛细管力逐渐由驱动力转为阻力,水相无法渗入小孔隙,反而从大孔隙进入并驱逐油相。图6e展示了不同润湿角下的渗吸效率曲线,图6f则说明了润湿角对渗吸效率的影响。结果表明:渗吸效率曲线随着渗吸的进行先快速增加后逐渐减缓,最后趋于稳定。润湿角越小,岩石越亲水,置换效率则越高;而渗吸结束后,岩石越亲水,最终的油相置换效率也越高。

3.3.2 油相黏度的影响

油相黏度也是影响渗吸效率的重要因素。保持水相黏度及模型其他参数不变,分别模拟油相黏度为1.5、3.0、5.0、7.0、9.0 mPa·s时的渗吸过程,以研究油相黏度对渗吸效率的影响。图7a—图7d为不同油相黏度下渗吸稳定后的油水相分布。图7中显示,随着油水黏度比增大,两相流动的黏性力越来越大,由于润湿性带来的毛细管力是恒定的,渗吸的效率随着油相黏度的增大而减小。图7e为从不同油相黏度下渗吸效率曲线,图7f为油相黏度对渗吸效率的影响。结果表明:油相黏度越小,油水两相之间的黏性阻力越小,渗吸过程开始时的渗吸速率越高,且达到相对稳定状态时间越短。

3.3.3 储层物性的影响

孔隙结构对最终渗吸效率有着重要的影响,孔隙的连通性和孔隙分布的均匀性都会直接影响多孔介质中流体的流动路径和流动速度^[25]。孔隙度和渗透率作为

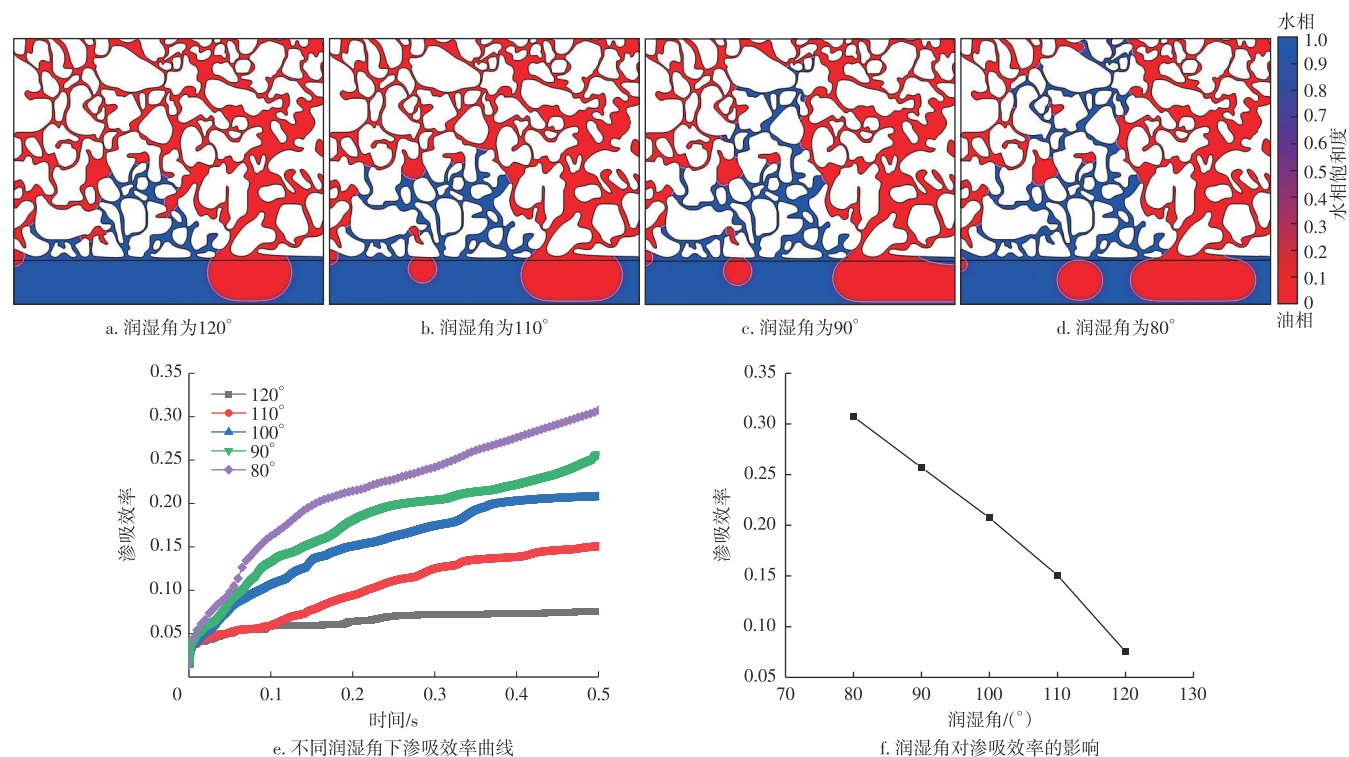


图6 润湿角对渗吸过程及渗吸效率的影响

Fig. 6 Effect of contact angle on imbibition process and imbibition efficiency

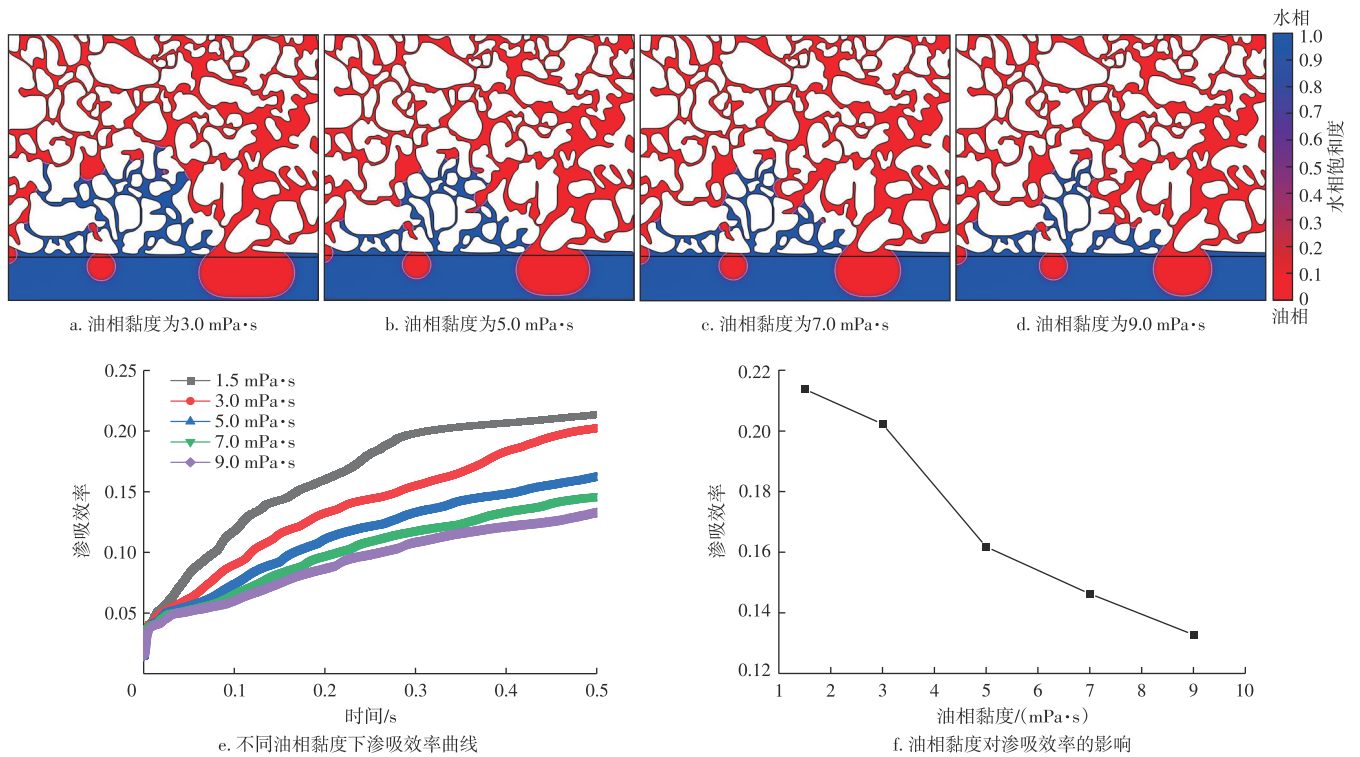


图7 油相黏度对渗吸过程及渗吸效率的影响

Fig. 7 Effect of oil-phase viscosity on imbibition process and imbibition efficiency

孔隙结构的重要表征参数,在保持其他参数不变的情况下,分别研究了岩心渗透率为 0.104×10^{-3} 、 0.109×10^{-3} 、 0.128×10^{-3} 、 0.158×10^{-3} 、 $0.510 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品在孔隙尺度的渗吸过程。图8a—图8d为不同渗透率的多孔介质渗吸稳定后的油水相分布。渗透率对渗吸作用有着较

为矛盾的两方面作用:一方面,低渗透率意味着孔隙较小且连通性更差,液体吸入的阻力大,因此自吸速率较低;另一方面,由于小孔隙产生的毛细管力更强,渗透率低的多孔介质往往能够在毛细作用下吸收较多的液体^[26-28]。图8e为不同渗透率的样品渗吸效率曲线,图8f

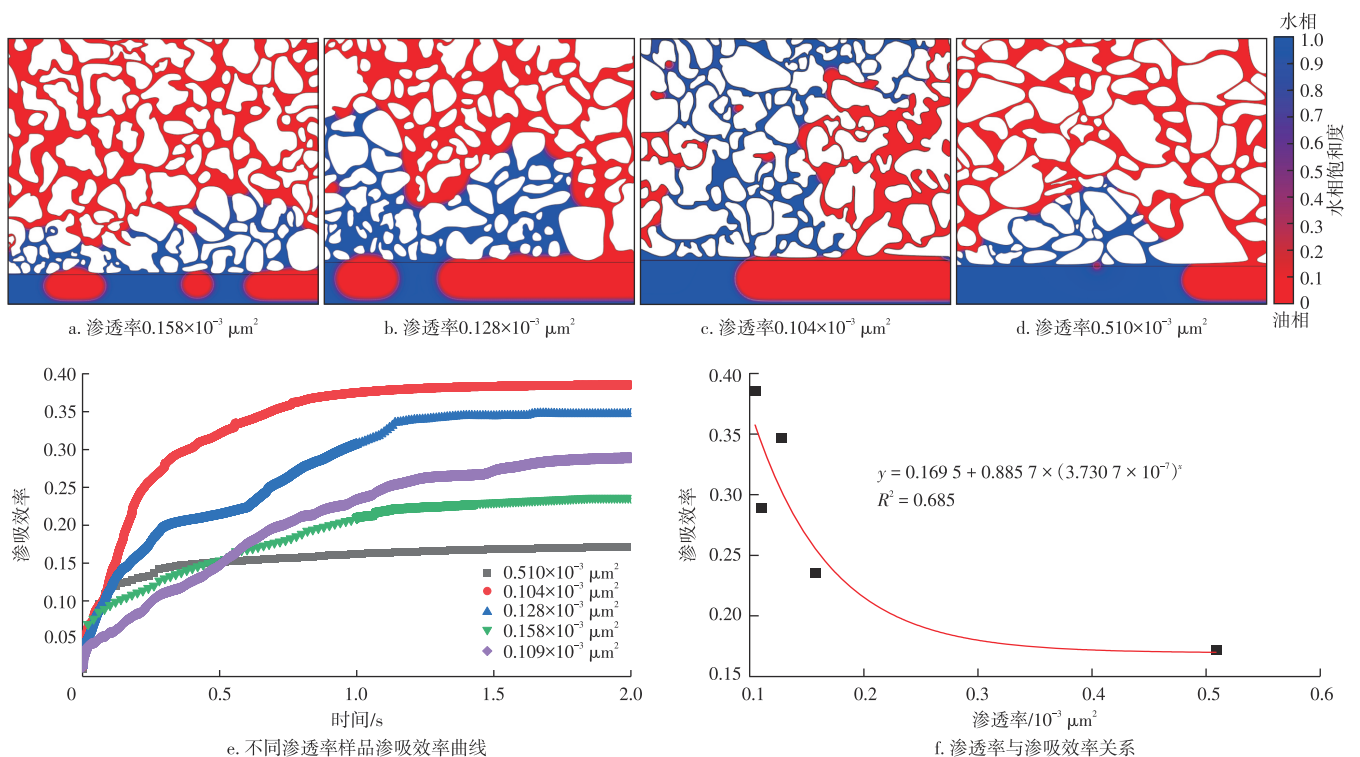


图8 储层物性对渗吸过程及渗吸效率的影响

Fig. 8 Effect of reservoir physical properties on imbibition process and imbibition efficiency

为渗透率对渗吸效率的影响。整体来看,岩心渗透率越小,渗吸稳定后的置换效率越高。但是当岩石渗透率接近时,尽管渗透低的样品孔喉更小,毛管力更大,但其孔喉更加复杂,迂曲的孔喉带来的阻力也更大,导致渗吸效率较低。

4 结论

1) 致密砂岩渗吸实验表明:致密砂岩岩心在渗吸驱油过程中核磁共振 T_2 谱表现为整体下降的趋势,自吸优先发生在小孔喉内,导致渗吸效率曲线先快速上升,然后逐渐减缓并趋于平稳。

2) 孔隙尺度渗吸数值模拟结果表明:水相优先进入小孔隙,将大孔隙中油相置换出来。致密砂岩水湿性越强、油水黏度比越小则孔喉产生的毛细管力越大,渗吸效率越高。

3) 致密砂岩复杂的孔喉结构对渗吸有着双重作用,一方面狭窄的孔喉增大了毛细管力,有利于渗吸;另一方面迂曲的孔喉对流动有着阻碍作用,在一定程度上会降低渗吸效率。

参考文献

- 刘柯, 范洪富, 闫颀, 等. 低渗透油藏渗吸采油机理及技术进展[J]. 油田化学, 2023, 40(1): 182-190.
LIU Ke, FAN Hongfu, YAN Biao, et al. Progress in mechanism and technology of imbibition recovery in low permeability reservoirs[J]. Oilfield Chemistry, 2023, 40(1): 182-190.
- 石立华, 程时清, 常毓文, 等. 致密油藏微观渗吸试验及数值模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2022, 46(1): 111-119.
SHI Lihua, CHENG Shiqing, CHANG Yuwen, et al. Microscopic experiment and numerical simulation of spontaneous imbibition in tight oil reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2022, 46(1): 111-119.
- 杨雪, 廖锐全, 袁旭. 基于核磁共振技术的致密岩心高温高压自发渗吸实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(3): 58-65.
YANG Xue, LIAO Ruiquan, YUAN Xu. Spontaneous imbibition experiment in high-temperature and high-pressure for tight cores based on NMR technology[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(3): 58-65.
- 张娟, 邓波, 张浩弋, 等. 致密砂岩动静渗吸增油机理实验研究[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(24): 10526-10533.
ZHANG Juan, DENG Bo, ZHANG Haoyi, et al. Experimental study on static and dynamic imbibition and oil-increasing mechanism of tight sandstone[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(24): 10526-10533.
- 黄兴, 窦亮彬, 左雄娣, 等. 致密油藏裂缝动态渗吸排驱规律[J]. 石油学报, 2021, 42(7): 924-935.
HUANG Xing, DOU Liangbin, ZUO Xiongdi, et al. Dynamic imbibition and drainage laws of fractures in tight reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(7): 924-935.
- ZHENG H, LIAO R, CHENG N, et al. Microscopic mechanism of fracturing fluid imbibition in stimulated tight oil reservoir[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 202: 108533.
- XIA Y, TIAN Z, XU S, et al. Effects of microstructural and petrophysical properties on spontaneous imbibition in tight sandstone reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, 96: 104225.
- GAO H, WANG Y, XIE Y, et al. Imbibition and oil recovery mechanism of fracturing fluids in tight sandstone reservoirs[J]. ACS Omega, 2021, 6(3): 1991-2000.
- 唐慧莹, 第凯翔, 张烈辉, 等. 基于核磁共振信号标定法的致密油藏渗吸实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 402-413.
TANG Huiying, DI Kaixiang, ZHANG Liehui, et al. Tight oil imbibition based on nuclear magnetic resonance signal calibration method[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 402-413.
- 陈辉. 特低渗透砂岩油藏自发渗吸-水驱原油动用规律研究[J]. 油气地质与采收率, 2025, 32(2): 94-103.
CHEN Hui. Investigation on law of oil production by spontaneous imbibition and water flooding in ultra-low permeability sandstone reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025, 32(2): 94-103.
- XU X, WAN Y, LI X, et al. Microscopic imbibition characterization of sandstone reservoirs and theoretical model optimization[J]. Scientific Reports, 2021, 11: 8509.
- GUO J, LI M, CHEN C, et al. Experimental investigation of spontaneous imbibition in tight sandstone reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 193: 107395.
- LIU X, KANG Y, YOU L, et al. Experimental evaluation of spontaneous imbibitions and water injection in tight sandstone oil reservoirs[J]. Arabian Journal for Science and Engineering, 2019, 44(12): 10525-10535.
- 韩啸, 宋兆杰, 李培宇, 等. 基于水平集方法的页岩孔隙尺度微观自发渗吸模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(1): 63-71.
HAN Xiao, SONG Zhaojie, LI Peiyu, et al. Simulation of pore-scale microscopic spontaneous imbibition of shale based on level-set method[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(1): 63-71.
- 冯其红, 赵蕴昌, 王森, 等. 基于相场方法的孔隙尺度油水两相流体流动模拟[J]. 计算物理, 2020, 37(4): 439-447.
FENG Qihong, ZHAO Yunchang, WANG Sen, et al. Pore-scale oil-water two-phase flow simulation based on phase field method[J]. Chinese Journal of Computational Physics, 2020, 37(4): 439-447.
- LIU H, SUN S, WU R, et al. Pore-scale modeling of spontaneous imbibition in porous media using the lattice Boltzmann method[J]. Water Resources Research, 2021, 57(6): e2020WR029219.
- LI Y, LI C, GENG S, et al. A study on core spontaneous imbibition behavior via nuclear magnetic resonance and displacement experiments[J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2025, 47(1): 6762-6778.
- CHENG Z, NING Z, YU X, et al. New insights into spontaneous imbibition in tight oil sandstones with NMR[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 179: 455-464.

- [19] GENG S, HE X, ZHU R, et al. A new permeability model for smooth fractures filled with spherical proppants[J]. *Journal of Hydrology*, 2023, 626: 130220.
- [20] ZHAI S, GENG S, JING M. Numerical simulation of gas-water two-phase seepage flow based on level set method[J]. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2021, 781(2): 022041.
- [21] 杨宸, 杨二龙, 安艳明, 等. 致密储层孔隙结构对渗吸的影响研究进展[J]. *特种油气藏*, 2024, 31(4): 10-18.
YANG Chen, YANG Erlong, AN Yanming, et al. Research progress on the impact of tight reservoir pore structure on spontaneous imbibition[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2024, 31(4): 10-18.
- [22] 付兰清. 致密砂岩动态渗吸排驱核磁共振在线实验: 以松辽盆地北部扶余油层为例[J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 42(3): 66-74.
FU Lanqing. NMR online experiment for dynamic imbibition drainage of tight sandstone: A case study of Fuyu reservoir in northern Songliao Basin[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(3): 66-74.
- [23] 王付勇, 杨坤. 致密油藏孔喉分布特征对渗吸驱油规律的影响[J]. *岩性油气藏*, 2021, 33(2): 155-162.
WANG Fuyong, YANG Kun. Influence of pore throat size distribution on oil displacement by spontaneous imbibition in tight oil reservoirs[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2021, 33(2): 155-162.
- [24] 王学武, 肖朴夫, 杨彬, 等. 致密岩心高压渗吸采油规律及微观机制[J]. *中国石油大学胜利学院学报*, 2021, 35(4): 46-49.
WANG Xuewu, XIAO Pufu, YANG Bin, et al. Spontaneous imbibition oil recovery and micro mechanism in tight cores under high pressure condition[J]. *Journal of Shengli College China University of Petroleum*, 2021, 35(4): 46-49.
- [25] 顾雅頔, 喻高明, 李桂姗. 低渗致密砂岩储层孔隙结构特征及自发渗吸实验[J]. *科学技术与工程*, 2019, 19(32): 139-145.
GU Yadi, YU Gaoming, LI Guishan. Experimental of pore structure and spontaneous imbibition of low permeability tight sandstone reservoirs[J]. *Science Technology and Engineering*, 2019, 19(32): 139-145.
- [26] 李腾, 高辉, 王美强, 等. 基于核磁共振孔隙划分的致密油藏自发渗吸原油可动性研究[J]. *力学学报*, 2023, 55(3): 643-655.
LI Teng, GAO Hui, WANG Meiqiang, et al. Study on movability of spontaneous imbibition oil recovery from tight reservoirs based on nuclear magnetic resonance pore classification method[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2023, 55(3): 643-655.
- [27] 刘绪钢, 李国锋, 李雷, 等. 页岩油储层压裂液渗吸驱油机理研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(5): 756-763.
LIU Xugang, LI Guofeng, LI Lei, et al. Imbibition displacement mechanism of fracturing fluid in shale oil reservoir[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(5): 756-763.
- [28] 李颖, 李茂茂, 李海涛, 等. 水相渗吸对页岩储层的物化作用机理研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(1): 64-73.
LI Ying, LI Maomao, LI Haitao, et al. Physicochemical mechanism of water phase imbibition in shale reservoirs[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(1): 64-73.

(编辑 尹淑容)